Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1988-1989

90-02763/

© Minister of Supply and Services 1989

Cat. No. C88-1/1989

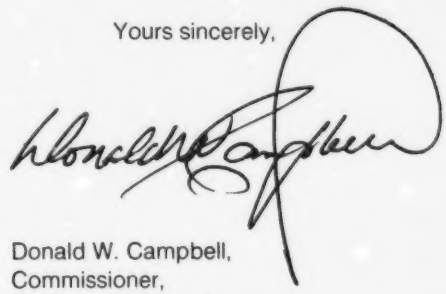
ISBN 0-662-55616-X

Ottawa, Ontario.
December 31, 1989.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1989, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Section 14 of the *Northern Pipeline Act*. During the first two months of the fiscal year, the Honourable Mitchell Sharp continued to carry out the responsibilities of this office. Gerald E. Shannon subsequently served as Commissioner until December 1, 1989, when I succeeded him. In the preparation of this report, I have had the benefit of the advice of both of my predecessors.

Yours sincerely,



Donald W. Campbell,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Donald Mazankowski, P.C. M.P.,
Deputy Prime Minister,
President of the Queen's Privy Council and
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

Page

Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project 1

Operation of the Prebuilt Pipeline and Development of Plan for Major Expansions 3

The Prebuild 3
The Eastern Leg 3
The Western Leg 5
Transportation to Market of Canadian Gas from the Mackenzie Delta Region 5
Seeking a Solution to the Continuing Dispute between Pan-Alberta and United 6
Extension of Existing Canadian Gas Exports Through the Prebuild and Provision of Access for a New Shipper 6
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agency Responsible for the Pipeline 7

Finance, Personnel and Official Languages 9

Finance and Personnel 9
Official Languages Plan 9

Appendix

Report of the Auditor General of Canada 11

Ottawa—Head Office
Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,
125 Sussex Drive,
Ottawa, Ontario.
K1A 0E6

Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

Responding to the continuing upsurge in U.S. demand for natural gas, sponsors of the Alaska Highway Pipeline Project on both sides of the border pressed ahead during the fiscal year 1988-89 with proposals to expand substantially the capacity of the prebuilt Eastern and Western Legs to export additional supplies of Canadian gas to U.S. markets.

And while plans for construction of the second stage of the project to transport reserves from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to the lower 48 states remained on hold, three owners of reserves in Canada's Mackenzie Delta Region — Esso, Gulf and Shell — sought the authorization of the National Energy Board to export 260 billion cubic metres of gas (9.2 trillion cubic feet) to U.S. markets over a 20-year period beginning in 1996.

Plans developed by Foothills Pipe Lines Ltd., Canadian sponsor of the Alaska Highway Project, to transport the gas southward from the Arctic along the Mackenzie Valley to connect with the Alaska Highway Pipeline, could have significant implications for the development of the system in this country if approved.* There were indications, however, that competing proposals would also be put forward by other proponents.

All of these prospective developments involving new or expanded pipelines linked to the Alaska Highway Project, outlined more fully in the following section, reflected the continued strengthening of the U.S. market for natural gas — particularly Canadian gas — during the past few years.

*The corporate name of the Canadian sponsor was changed, effective July 26, 1989, from its original title, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

In 1988, U.S. gas consumption increased by 5 per cent over the level of 1987 and 11 per cent over that of 1986 to reach a total of some 522.8 billion cubic metres (18.5 trillion cubic feet — tcf). While this was still below the peak consumption of around 621 billion cubic metres (22 tcf) experienced in the late 1960s and early 1970s, it represented a significant increase from the low point in this decade of 474.8 billion cubic metres (16.8 tcf) in 1983.

As a result of rising demand and a continuing decline in the volume of deliverable gas from reserves in the lower 48 states, the American Gas Association estimated that the so-called U.S. gas supply "bubble" had been reduced from a peak of 130 billion cubic metres (4.6 tcf) in 1983 to about 24 billion cubic metres (850 billion cubic feet) by the end of the decade. The Association anticipated that the surplus would be virtually eliminated by 1990, when "a supply-demand balance will be achieved."

During 1988, the increase in total U.S. gas consumption of five per cent was far exceeded in proportionate terms by the increase in Canadian gas exports south of the border. Total Canadian gas sales to the United States climbed to a record of nearly 36.7 billion cubic metres (1.3 tcf), which represented an increase of 28 per cent over the level in 1987 and 71.5 per cent over the level in 1986. As a result, the Canadian share of the U.S. market rose to nearly 7 per cent from the more traditional level of around 5 per cent.

Despite the renewed vigour of the U.S. natural gas market and the substantially reduced cost estimates for completion of the second stage of the Alaska Highway Pipeline (outlined in the Northern Pipeline Agency's annual report for the previous fiscal year),

plans for completing the northern segment of the project to gain access to Prudhoe Bay reserves remained suspended.

Meanwhile, the application by the Yukon Pacific Corporation for authorization to export natural gas in liquified form from the North Slope of Alaska to Japan and other Pacific Rim countries continued to work its way through the U.S. regulatory process. As reported in the last annual report, then-President Ronald Reagan in January, 1988, issued a finding that effectively cleared a legal roadblock to the overseas export of North Slope gas through the proposed Trans-Alaska Gas System (TAGS). This basically involves building a pipeline to Valdez on the South Slope of Alaska, where the gas would be liquified and shipped by special LNG tankers to the Far East. The President's approval was given over the objection of the Canadian government, which contended that established supplies at Prudhoe Bay should be reserved because they provided the essential underpinning for the joint pipeline project agreed upon between the two governments in September, 1977. In his finding, however, President Reagan maintained that the removal of the legal roadblock to export of North Slope gas overseas did not diminish the commitment of the United States to what is known south of the border as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). The President's finding also reaffirmed the U.S. government's commitment to the special regulatory treatment of the prebuild section of the project previously agreed upon.

Even before the President issued this finding, Yukon Pacific had applied to the Economic Regulatory Administration (ERA) for a permit to export North Slope gas to Japan, South Korea and Taiwan, and to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) for authority to use Anderson Bay at the Port of Valdez as an export point. On January 24, 1989, ERA held a day-long conference in Anchorage, Alaska, to provide all interested parties an opportunity to submit their views on whether export of the North Slope gas was in the interest of the United States. (In November, 1988, the U.S. Department of Energy issued a decision that conditionally approved the export over 25 years of up to 14 million tons annually of liquified gas obtained from the North Slope of Alaska.)

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the pipeline, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to NPA annual reports from 1978-79 to 1984-85.

Operation of the Prebuilt Pipeline and Development of Plans for Major Expansions

The Prebuild

In 1980, the Canadian and U.S. governments approved the pre-building of a substantial portion of the southern segments of the proposed Alaska Highway Pipeline Project for the initial purpose of exporting what was then estimated to be a relatively small and temporary surplus of Canadian gas to markets south of the border. It was considered that pre-building of the Western and Eastern Legs from Caroline, 105 km (63mi) north of Calgary, Alberta, to markets in Southern California and the Mid-West would facilitate second-stage construction of the main trunk line from Prudhoe Bay, which was confidently expected to follow shortly after completion of the southern segments.

Construction of the two legs involved the laying of 2 992 km (1,858 mi) of pipeline in Canada and the United States, more than a third of the total main line of the entire system — some 7 720 km (4,790 mi). The prebuild was completed in 1982, the year in which severe economic recession and a depressed gas market south of the border led to second-stage construction being put on hold indefinitely. While the prebuilt system had an initial capacity to transport some 32 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day, the severe slump in the gas market south of the border resulted in the two legs operating significantly below maximum contracted levels in the early years. Although the flow of gas through the Western Leg soon built up to 100 per cent of its load factor, it was only within the past few years that growing demand for Canadian gas restored throughput on the Eastern Leg close to the limits of its capacity. It was this rise in actual and potential export demand that has led to the development of extensive plans — actual and prospective — for substantial expansion in the throughput capacity of the Eastern and Western Legs on both sides of the border and for the extension of the prebuild from the point of bifurcation at Caroline, Alberta, with the construction to Boundary Lake in Northern Alberta and British Columbia of more than 650 km (400 mi) of trunk line. Following is a brief outline of those plans, some of which have already been approved by Canadian regulatory authorities.

The Eastern Leg

The previous annual report of the NPA noted that in November, 1987, Northern Border Pipeline Ltd., which makes up the Eastern Leg of the system in the United States, applied to the FERC for authorization to increase substantially the throughput capacity of the existing line and to extend it from its present terminus at Ventura, Iowa, southeast to Tuscola, Illinois — some 600 km (370 mi). Northern Border proposed to increase the capacity of its existing system from the Canadian border to Ventura by around 28.1 million cubic metres of gas a day (992 million cubic feet) and to provide capacity in the extension to Tuscola of some 31.16 million cubic metres daily (1.1 billion cubic feet). The proposed extension is at variance with that originally proposed as part of second-stage construction of the Eastern Leg, which called for extension of the pipeline from Ventura to Dwight, Illinois — approximately 90 miles north of Tuscola.

In his report to Congress of October 3, 1988, Theodore J. Garrish, the then-Federal Inspector, observed that Northern Border "did not request its application be processed in accordance with the provi-

sions of ANGTA (the Alaska Natural Gas Transportion Act)." He stated that the company "indicated this expansion/extension would not be a second phase of ANGTS because it is not intended to transport Alaskan gas, has different project sponsors, and does not correspond to the technical specifications or proposed location of phase II of ANGTS."

In January, 1989, Northern Border filed an application with the FERC seeking authorization to add another compressor station to its system in order to increase throughput capacity initially to enable it to transport an additional 2.83 million cubic metres of Canadian gas a day (100 million cubic feet). In April, 1989, the company amended its application to provide for a proposed increase in throughput capacity of 4.25 million cubic metres a day (150 million cubic feet).

Although Northern Border indicated that it intended to file an amended application with FERC revising its plans for the major expansion and extension of its line, together with the submission of supporting gas purchase contracts, it had not yet done so by the end of the 1988-89 fiscal year. For its part, however, Foothills Pipe Lines submitted two applications to Canadian regulatory authorities to increase both the reliability and capacity of the Eastern Leg in Canada.

In October, 1988, Foothills submitted an application to the National Energy Board under Section 49 (1) of the NEB Act seeking expedited consideration of its application to build a new compressor station, Number 393, near Val Marie, Saskatchewan. Because the Eastern Leg in Canada was by then operating close to its existing capacity of around 28.3 millon cubic metres (1 billion cubic feet) of gas a day, the company decided that the additional compression unit was required as a back-up to ensure the reliability of the system to continue operating at maximum volume at times when other compressor units were shut down for repairs or maintenance. Foothills came to this conclusion after it was compelled the previous summer to close down the compressor unit at Station 392 near Piapot, Saskatchewan, and substantially curtail gas shipments for 25 days in order to undertake emergency repairs.

Following its submission to the Board, however, the Department of Justice concluded that the application came under the provisions of the *Northern Pipeline Act* and was, therefore, subject primarily to the jurisdiction of the Northern Pipeline Agency (although Foothills continued to be required also to comply with certain provisions of the NEB). In December, 1988, the Governor in Council appointed Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, to carry out the functions under the *Northern Pipeline Act* of the Agency's Administrator and Designated Officer in order to deal with Foothills' application.* In February, Mr. Vollman approved an addendum to the System Design Report providing for installation of Compressor Station 393 in Saskatchewan, which effectively constituted approval in principle. Subsequently, the company filed a number of other submissions in compliance with the respective provisions of the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board.

During the fiscal year, Foothills also formulated plans for a substantial expansion in the throughput capacity of the Eastern Leg through elimination of restrictions imposed by the nature of its operations in Alberta. This undertaking culminated in an application to the National Energy Board for authorization to construct facilities near Empress, Alberta, just to the west of the Saskatchewan border, which would enable the Alberta section of the Eastern Leg to increase throughput closer to the maximum capacity of the pipeline. (In this case, it was concluded by the Department of Justice that these proposed facilities came under the jurisdiction of the NEB because they would not form part of the Alaska Highway Gas Pipeline Project once gas from Prudhoe Bay began to flow through the system.)

The restriction on throughput capacity in the Alberta section of the Eastern Leg resulted from the integration of the Foothills pipeline with the parallel line operated by Nova Corporation. Because of this integration, Foothills was unable to achieve its maximum allowable operating pressure of 8690 kilopascals (kPa), but instead had to reduce its pressure to the lower limit on the Nova system. Prior to entering the Empress plant for the extraction of natural gas liquids, gas on the Foothills line was required to be reduced to an operating pressure of approximately 4000 kPa. The new facilities proposed by the company would enable the gas to be decompressed just prior to entering the extraction plant at Empress and subsequently recompressed to around 6900 kPa. With relatively minor alterations to the system in Saskatchewan, it would be possible for Foothills to increase its capacity on the Eastern Leg by about 7.79 million cubic metres daily (275 million cubic feet), increasing its maximum throughput to around 38.2 million cubic metres of gas a day (1.35 billion cubic feet).

(In the Reasons for Decision issued in June, 1989, the National Energy Board approved Foothills application for the new decompression/recompression facilities at Empress, Alberta. In a subsequent press release, the company announced its intention of filing

*Mr. Vollman was initially appointed to serve as Administrator and Designated Officer until September, 1989. He was subsequently reappointed for a three-year term.

an application in the fall of 1989 for authorization to install further facilities in order to increase the capacity of the existing line to its maximum level of 51 million cubic metres a day (1.8 billion cubic feet) without the addition of looping.)

The Western Leg

In December, 1988, Pacific Gas Transmission (PGT), which along with Pacific Gas and Electric (PG&E) was designated by President Jimmy Carter in 1977 to construct and operate the Western Leg of the ANGTS in the United States, filed an application with the Federal Energy Regulatory Commission for authority to expand the capacity of its system by some 21.2 million cubic metres a day (750 million cubic feet), raising total throughput capacity to approximately 28.3 million cubic metres daily (1 billion cubic feet). (In October, 1989, Pacific Gas Transmission submitted an amendment to its application that proposed to increase average throughput on the line by a further 4.2 million cubic metres daily — 150 million cubic feet a day). In its application, PGT stated that the proposed expansion would "complete the U.S. portion of the Western Leg" of the ANGTS in the United States and added that it would "provide PGT's customers access to Alaskan gas." The application was predicated on the assumption that initially the expanded capacity would be utilized to import additional Canadian gas into the United States. In his report to Congress of February, 1989, Mr. Garrish, the Federal Inspector, noted that, as in the case of the Northern Border application, PGT had sought authorization for expansion of its system from FERC under the provisions of the *U.S. Natural Gas Act*, rather than under the provisions of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*. Several competing proposals for the supply of additional gas to the West Coast market have also been put forward.

In Canada, Foothills indicated its intention of seeking authorization for an expansion in the capacity of the Western Leg north of the border in order to accommodate the additional volume of gas exports being sought by PGT and PG&E, but no submission had been filed by the end of the fiscal year. At present, Foothills' system on the Western Leg consists of seven loops connected with the Alberta Natural Gas pipeline in Southern British Columbia and the Nova pipeline in Alberta.

Transportation to Market of Canadian Gas from the Mackenzie Delta Region

In September, 1988, Esso Resources Canada Ltd. and Shell Canada Ltd. submitted applications to the National Energy Board seeking authorization to export Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta to U.S. markets. In February, 1989, they were joined by Gulf Canada Resources Ltd. In total, the three companies proposed to export 260 billion cubic metres of gas (9.2 trillion cubic feet) to the United States over a 20-year period beginning in 1996. Subsequently, hearings were held on the applications by the National Energy Board in Ottawa and Inuvik in the Northwest Territories during the spring of 1989. (In October, 1989, The Board approved the proposed gas exports on a conditional basis, subject to the approval of the Governor in Council.)

In mid-March, 1989, Foothills announced its intention of filing an application for authorization to build the facilities required to transport the Mackenzie Delta gas to market in the event that the Esso-Gulf-Shell proposal received the regulatory approvals and financial support that would enable it to proceed in advance of gas flows from Alaska.

When the federal government originally approved construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in 1977, it also adopted the recommendation of the National Energy Board that Foothills be required to undertake to apply for authorization to build the so-called Dempster Lateral to transport up to 34 million cubic metres (1.2 billion cubic feet) of gas daily from the Mackenzie Delta to connect with the main-line pipe at Whitehorse in the Yukon Territory. This would involve construction of approximately 1 200 km (740 mi) of 872 millimetre (34 inch) pipe.

Up until the time of the Esso-Gulf-Shell export application, it was generally assumed that Prudhoe Bay gas in the Alaskan Arctic would first be transported to market through the Alaska Highway Pipeline, followed at some time in the future by the transportation of Canadian Arctic gas from the Mackenzie Delta through the Dempster Lateral.

Faced with the possibility that Canadian Delta gas might become marketable before that from Prudhoe Bay, Foothills unveiled its alternative proposal to meet this contingency. The company announced that it would file an application with the National Energy Board for authority to build a 2 317 km (1,430 mi) pipeline from the Delta Region along the Mackenzie

Valley to Boundary Lake near the northern B.C./Alberta border. To transport the gas south from that point, Foothills proposed to apply to the Northern Pipeline Agency for permission to build some 659 km (407 mi) of the planned main Alaska Highway trunk line from Boundary Lake to Caroline, Alberta, where the system divides into the Eastern and Western Legs. Initially, the trunk line extension would have a capacity to handle up to 34 million cubic metres (1.2 billion cubic feet) of Canadian gas daily, but throughput could be increased to around 65 million cubic metres (2.3 billion cubic feet) a day with the addition of more compression to transport Prudhoe Bay gas. (Foothills formally filed its application with the Board in late October, 1989, with respect to the Mackenzie Valley line and advised the Northern Pipeline Agency that it would be seeking authorization to extend the prebuild from Caroline, Alberta, to join with that line near Boundary Lake.)

For their part, the gas supply owners in the Mackenzie Delta left open the question as to the entity that would be proposed to transport the reserves to southern markets. They suggested that a delivery system following either the proposed route of the Dempster Lateral or southward along the Mackenzie Valley could prove feasible. The companies said they would be "prepared to negotiate for transportation service with any bona fide party." At the same time, they also stated that they were prepared to play a leading role in the development of a new transportation system to the South "if an independent company is unable to offer satisfactory and competitive transportation service in a timely manner." It was generally expected that at least one or two other pipeline companies would submit applications to the National Energy Board in competition with Foothills.

Seeking a Solution to the Continuing Dispute between Pan-Alberta and United

The pre-building of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in both Canada and the United States, which was completed in 1982, was based on the commitment by three major U.S. shippers to purchase up to 22.7 million cubic metres (800 million cubic feet) of Canadian supplies daily from Pan-Alberta Gas Ltd. of Calgary, Alberta. More than half of that volume was contracted by the United Gas Pipe Line Co. — 12.74 million cubic metres a day (450 million cubic feet).

Within months after gas began to flow, all three U.S. shippers experienced difficulty meeting their contract obligations because of a severe contraction in market conditions as a result of the impact of economic recession and falling demand resulting from energy conservation. In response to these changing conditions, Pan-Alberta negotiated several changes designed to reduce the contract obligations of the U.S. shippers.

A prolonged period of disputes between Pan-Alberta and United began in the mid-1980s, which was marked by the failure of United to meet minimum contract obligations based on repeated claims of *force majeure*, appeals to the Federal Energy Regulatory Commission to relieve it of those obligations, the initiation of action by Pan-Alberta to force arbitration of contentious issues by an international tribunal, and finally by a two-year negotiated settlement reached as of July 1, 1987, that received the blessing of the FERC. In March, 1989, United filed another petition with the Commission requesting it to issue a declaratory order relieving it of any further contractual obligations following the expiry of the settlement on June 30, 1989.

(On June 6, 1989, Pan-Alberta announced that it had negotiated a settlement under which it would assume all of United's rights and obligations under its purchase contract. Under the settlement, United agreed to enter into an interim arrangement for a two-year period under which it would transport gas on behalf of Pan-Alberta through its own pipeline system. Through a U.S. affiliate, Pan-Alberta would also acquire United's 12.25 per cent equity ownership of the Northern Border Pipe Line Co. Pan-Alberta expressed confidence that under the new arrangement it would be able to secure customers for 12.74 million cubic metres of gas a day (450 million cubic feet). In late October, Pan-Alberta announced that final terms of settlement had been reached with United. In contrast to the earlier Memorandum of Understanding, it was disclosed that United's equity stake in Northern Border of 12.25 per cent would be taken over by the Enron Corp. of Houston, Texas. It was also indicated that the terms of settlement could be affected by the threatened bankruptcy of United. The settlement also remains subject to the approval of the NEB and the FERC.)

Extension of Existing Canadian Gas Exports Through the Prebuild and Provision of Access for a New Shipper

As reported in the Agency's previous annual report, the National Energy Board in July, 1988, agreed in

essence to an application by Pan-Alberta to extend its existing licence to export gas via the Western Leg to Southern California from 1996 to 2012 and to increase the maximum export volume by 45.6 billion cubic metres (1.6 tcf) to 73.6 billion cubic metres (2.6 tcf). Rather than extending the existing licence, GL 96, the Board decided it was preferable to cancel that licence as of October, 1988 and to issue a new licence (GL 106) for a 24-year period to 2012 that would authorize the export ultimately to SoCal of 59.7 billion cubic metres of gas (2.1 tcf). The ability of Pan-Alberta to take full advantage of the terms of the federal authorization was subsequently opened to question, however, when Alberta's Energy Resources Conservation Board (ERCB) issued a permit that allowed for the removal of the gas required to fulfill the contract only until 2003. But Pan-Alberta officials expressed their determination to complete the contract , contracting the required gas from other sources if necessary.

In addition to this licence, the NEB in July, 1989, also approved an application by Pan-Alberta for a five-year extension of its existing licence, GL 97, to export Canadian gas through the Eastern Leg from October, 1996, to October, 2001. No change was made in the total volume of gas that may be exported under the licence — 83 billion cubic metres (2.9 tcf). Subtracted from this amount was any volumes exported under two previous licences, yielding a net volume of 75.3 billion cubic metres (2.7 tcf).

(As a result of the extended export period allowed on the prebuild and, in the case of the Western Leg, the increase in the total export volume, Foothills applied to the Board in September, 1989, for authority to reduce its rate of depreciation on both legs from four to two per cent a year, the effect of which would be to reduce the cost of service on the system and to increase the netbacks of Canadian gas producers.)

During the course of the fiscal year, a dispute between Foothills and Northern Canadian Oil Ltd. (NCO) came to a head before the National Energy Board that raised broad questions involving the rights of prospective shippers to have their gas transported through the existing gas pipeline. In April, 1988, NCO requested Foothills to transport up to 1.4 million cubic metres (50 million cubic feet) of gas a day through the Eastern Leg of the pipeline for an initial two-year period. Foothills contended that it could not provide the requested firm service because it had been notified by TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) that it intended to exercise its option under a 1980 Service Agreement to request firm service for the transport of 2.8 million cubic metres (100 million cubic feet) of gas a day through the system, which would fully utilize all available excess capacity.

In August, 1988, NCO submitted an application to the NEB contesting Foothills position. (Following hearings in Calgary and Ottawa in February, 1989, the Board in April issued an order requiring Foothills to provide access for the gas that NCO sought to transport through the Eastern Leg commencing on November 1, 1989. In its Reasons for Decision subsequently issued in May, 1989, the Board laid down what it described as a set of "guiding principles" that should be applied by Foothills in establishing criteria for access to available pipeline transportion capacity and the procedures that should govern the creation of queues for access either for transportation that might become available within the limits of existing pipeline capacity or through the addition of increased throughput capacity. The Board also concluded that with the addition of the proposed new Compressor Station 393 at Val Marie in Saskatchewan to provide backup for its service on the Eastern Leg, Foothills had sufficient capacity to provide the service requested both by NCO and TransCanada.)

Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline

The pace of activities of the Northern Pipeline Agency and its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, quickened significantly during the fiscal year in response to the plans being brought forward by sponsors on both sides of the border to expand and extend the existing pipeline system.

The Northern Pipeline Agency in particular was called on to fulfill a number of regulatory responsibilities in connection with the application by Foothills to build Compressor Station 393 near Val Marie in Saskatchewan. As noted earlier, the proposal led to the appointment in December, 1988, of Mr. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, to serve as Administrator of the NPA and to carry out the duties assigned under the *Northern Pipeline Act* to the Designated Officer. In his capacity as Administrator and Designated Officer, Mr. Vollman is required to consider for approval a number of submissions that Foothills is obliged to submit involving such matters as engineering and design, manpower, material specifications, scheduling, cost control, procurement, and certain socio-economic and environmental considerations.

Under the Procurement Plan authorized by the Minister responsible for the NPA several years ago, the Agency is also required to approve several aspects of the process for procurement of such designated items as large-diameter, main-line pipe, compressor units, and large valves and fittings. Under a 1980 bilateral procurement agreement, a comprehensive process is also established under the aegis of the NPA and the OFI to enable potential suppliers in each country to have a fair and equal opportunity to compete for contracts covering such items. (These procedures were implemented in the case of procurement of the compressor unit and large valves and fittings for the new compressor station near Val Marie.)

In fulfilling its broad range of regulatory responsibilities in connection with the installation of the Compressor Station 393, the Northern Pipeline Agency has been heavily obliged to the National Energy Board, which seconded members of its staff with the expertise required to provide the Agency with all necessary information and advice. The costs incurred by the Board in providing staff resources have been billed to the NPA and are recoverable ultimately from Foothills in the same manner as the Agency's other regulatory costs, as required under the *Northern Pipeline Act*.

Staff of the National Energy Board also continued to provide routine administrative support services to the Northern Pipeline Agency. As has been the case for some years, the number of personnel directly responsible for conducting the Agency's activities during 1988-89 remained very limited, only one member of its staff being employed on a full-time basis. As noted in the previous annual report, G.E. Shannon, Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs, was appointed to take on the additional responsibility of Commissioner of the Northern Pipeline Agency on June 1, 1988. He succeeded the Honourable Mitchell Sharp, who served in that position since the creation of the NPA just over 10 years previously. (On October 18, 1989, it was announced by the Prime Minister that Mr. Shannon was being posted to Geneva as Canada's Ambassador for Multilateral Trade Negotiations and Chief Negotiator as of January 1, 1990. It was also announced that Donald W. Campbell, Senior Assistant Deputy Minister for the United States Branch of External Affairs, would succeed Mr. Shannon immediately as Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs. On December 1, 1989, Mr. Campbell was appointed by Order in Council also to succeed Mr. Shannon as Commissioner of the Northern Pipeline Agency.)

Following the replacement of the Reagan Administration by that of President George Bush in early 1989, Mr Garrish completed his term as Federal Inspector. By the end of the 1988-89 fiscal year, no successor had been nominated by President Bush, but B. Melvin Hurwitz, who had served as Deputy to Mr. Garrish, assumed the role of Acting Federal Inspector. Among other things, the OFI played a part during the year in the preparation by the Bureau of Land Management of the Final Environmental Impact Statement required in connection with the proposed Trans-Alaska Gas System, which was referred to earlier. In his report to Congress of October, 1988, Mr. Garrish noted that the OFI also worked closely with the Bureau in the preparation of a Right-of-Way Grant to TAGS so as to ensure that it took into account "the Federal Inspector's responsibilities under Reorganization Plan No. 1 of 1979, to enforce all Federal statutes relevant in any manner to pre-construction, construction and initial operation of ANGTS."

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1989, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1988-89 provided $388,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled $212,000. At year-end only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, $239,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which $85,000 related to prior year costs. In addition, $28,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1989. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1989 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

D. Larry Meyers, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
July 28, 1989

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditure and Receipts
for the year ended March 31, 1989

	1989	1988
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	$116,086	$144,333
Rentals	38,938	36,510
Professional and special services	47,168	33,858
Travel and communications	5,248	4,049
Information	3,801	3,178
Materiel and supplies	667	1,666
Acquisition of Equipment	—	1,199
Other	—	185
Repair and upkeep	53	80
	211,961	225,058
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. (Note 4)	238,975	303,487
Easement fees	27,594	27,594
Other recoveries	658	178
	267,227	331,259
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	$(55,266)	$(106,201)

Approved by:

Commissioner

Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1989

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	1989	1988
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 85 (Vote 90 in 1988)—Program expenditure	$356,000	$485,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	32,000	33,000
	388,000	518,000
Amount not required	176,039	292,942
	$211,961	$225,058

4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1989	1988
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$211,961	$225,058
* Adjustment in respect of employee benefits	(18,967)	(16,300)
Other recoveries	(658)	—
Adjustment for nonrecoverable costs	(902)	—
	191,434	208,758
Prior year costs recovered in the current year	85,272	180,001
Cost to be recovered in the following year	(37,731)	(85,272)
	$238,975	$303,487

* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year has exceeded the actual employer's share. Costs recoverable for the year ended March 31, 1989 have been adjusted accordingly.

5. Employees' contingency and termination plans

Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1989 are estimated at $33,101 (1988—$27,255).

Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1989 are estimated at $22,400 (1988—$22,400).

6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1988-1989

© Ministre des Approvisionnements et Services 1989

N° de cat. c88-1/1989

ISBN 0-662-55616-X

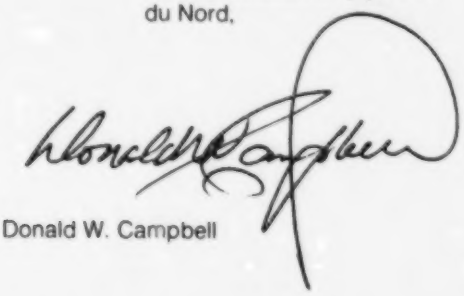
Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1989

Monsieur le Ministre,

Je vous soumets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1989, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. Durant les deux premiers mois de l'exercice, l'honorable Mitchell Sharp a continué de diriger l'Administration. Par la suite, Gerald E. Shannon a assumé les fonctions de directeur général jusqu'à ce que je lui succède, soit le 1er décembre 1989. Durant la préparation du présent rapport, j'ai pu compter sur la précieuse collaboration de mes deux prédécesseurs.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Le directeur général de
l'Administration du pipe-line
du Nord,



Donald W. Campbell

L'honorable Donald Mazankowski, C.P., député
Vice-premier ministre
Président du Conseil privé et
ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord
Chambre des communes
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Gazoduc de la route de l'Alaska : Situation générale **1**

Exploitation du gazoduc et élaboration d'importants plans d'expansion **3**

Le gazoduc 3
Embranchement est 3
Embranchement ouest 5
Transport en vue de commercialiser le gaz canadien à partir de la région du delta du Mackenzie 5
Différend entre la Pan-Alberta et la United 6
Augmentation des exportations de gaz canadien par le gazoduc et octroi des possibilités d'accès à un nouvel expéditeur 7
Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc 7

Finances, personnel et langues officielles **9**

Finances et personnel 9
Plan des langues officielles 9

Appendice

Rapport du Vérificateur général du Canada 11

Ottawa – Siège social
M. Donald W. Campbell, directeur général

Édifice Lester B. Pearson
125, promenade Sussex
Ottawa (Ontario)
K1A 0G2

Gazoduc de la route de l'Alaska : situation générale

Constatant la forte augmentation que continue de connaître la demande en gaz naturel aux États-Unis, les promoteurs canadiens et américains du gazoduc de la route de l'Alaska ont mis de l'avant en 1988-1989 des propositions visant à accroître considérablement la capacité des embranchements est et ouest pour acheminer plus de gaz canadien vers les marchés américains.

Bien que les plans de construction de la deuxième étape du projet, en vue d'acheminer les réserves de la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, vers les 48 États du sud soient toujours au point mort, trois propriétaires de réserves situées dans la région du delta du Mackenzie — Esso, Gulf et Shell — ont demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exporter sur vingt ans, à compter de 1996, 260 milliards de mètres cubes de gaz (9,2 billions de pi^3) vers les marchés américains.

Les plans élaborés par la Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur canadien du projet de la route de l'Alaska, en vue d'acheminer le gaz de l'Arctique vers le sud par le gazoduc de la route de l'Alaska le long de la vallée du Mackenzie, pourraient avoir, s'ils sont approuvés, d'importantes répercussions sur l'expansion du réseau canadien.* Tout indique, cependant, que des concurrents de la Foothills présenteront également des propositions.

Tous ces projets de pipe-lines, nouveaux ou élargis, qui seraient raccordés au gazoduc de la route de l'Alaska (dont nous ferons état plus en détail dans la partie suivante) témoignent du raffermissement continu du marché américain — en particulier, pour le gaz canadien — au cours des dernières années.

En 1988, la consommation américaine a augmenté de 5 p. 100 par rapport à 1987 et de 11 p. 100 par rapport à 1986, pour atteindre un total d'environ 522,8 milliards de mètres cubes (18,5 billions de pi^3). Bien que ce niveau soit encore en deçà des sommets enregistrés à la fin des années 60 et au début des années 70 alors qu'il se situait à quelque 621 milliards de mètres cubes (22 billions de pi^3), il constitue une augmentation importante par rapport à 1983, la pire année de la présente décennie, où il s'établissait à 474,8 milliards de mètres cubes (16,8 billions de pi^3).

La demande ne cessant de croître et le volume du gaz livrable à partir des réserves des 48 États du sud ne cessant de diminuer, l'American Gas Association a estimé que la soi-disant «bulle» américaine d'approvisionnement en gaz est passée d'un maximum de 130 milliards de mètres cubes (4,6 billions de pi^3) en 1983 à environ 24 milliards de mètres cubes (850 milliards de pi^3) vers la fin de la décennie. L'organisme américain a prévu que l'excédent serait presque éliminé d'ici 1990, lorsque «l'offre et la demande s'équilibreront».

En 1988, l'augmentation de 5 p. 100 de la consommation américaine globale de gaz a été proportionnellement dépassée, et de loin, par les exportations de gaz canadien au sud de la frontière. Les ventes globales de gaz canadien aux États-Unis ont atteint un record de près de 36,7 milliards de mètres cubes (1,3 billion de pi^3), ce qui représente une augmentation de 28 p. 100 par rapport au niveau de 1987 et de 71,5 p. 100 par rapport à celui de 1986. La part canadienne du marché américain atteint donc près de 7 p. 100, alors qu'elle tournait habituellement autour de 5 p. 100.

*Nouvelle raison sociale, depuis le 26 juillet 1989 du promoteur canadien, qui s'appelait auparavant Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Malgré la nouvelle vigueur du marché américain du gaz naturel et la réduction considérable du coût estimatif d'achèvement de la deuxième étape du gazoduc de la route de l'Alaska (décrite dans le rapport annuel de l'exercice précédent de l'Administration du pipe-line du Nord), les plans d'expansion du tronçon nord pour atteindre les réserves de la baie Prudhoe demeurent en suspens.

Dans l'intervalle, la demande de la Yukon Pacific Corporation pour obtenir l'autorisation d'exporter du gaz naturel liquéfié à partir du versant nord de l'Alaska vers le Japon et d'autres pays du Pacifique continue de suivre la filière réglementaire aux États-Unis. Comme il est mentionné dans le dernier rapport annuel, le président Ronald Reagan a émis, en janvier 1988, une recommandation qui lève de fait un obstacle juridique aux exportations outre-mer du gaz du versant nord par le Trans-Alaska Gas System (TAGS) proposé. Ceci implique fondamentalement la construction d'un pipe-line jusqu'à Valdez, situé sur le versant sud de l'Alaska, où le gaz serait liquéfié et transporté par navires-citernes vers l'Extrême-Orient. L'approbation du Président a été donnée malgré l'opposition manifestée par le gouvernement canadien, lequel faisait valoir que les approvisionnements établis de la baie Prudhoe devraient être réservés parce qu'ils constituaient la base essentielle du projet conjoint de gazoduc convenu entre les deux gouvernements en septembre 1977. Dans sa recommandation, toutefois, le président Reagan a affirmé que la suppression de l'obstacle juridique à l'exportation outre-mer du gaz du versant nord ne diminuait en rien l'engagement des États-Unis envers ce que l'on appelle au sud de la frontière l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). Toujours dans sa recommandation, le Président réaffirme l'engagement de l'administration américaine envers le traitement réglementaire particulier du gazoduc convenu antérieurement.

Même avant que le Président n'émette cette recommandation, la Yukon Pacific a fait une demande de permis à l'Economic Regulatory Administration (ERA) pour exporter du gaz du versant nord vers le Japon, la Corée du Sud et Taïwan, ainsi qu'à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour obtenir l'autorisation d'utiliser la baie Anderson au port de Valdez comme point d'exportation. Le 24 janvier 1989, l'ERA a tenu une conférence d'une journée à Anchorage (Alaska) pour permettre à toutes les parties intéressées de dire si, selon elles, il était dans l'intérêt des États-Unis d'exporter le gaz du versant nord. (En novembre 1988, le ministère américain de l'Énergie a rendu une décision qui, conditionnellement, approuve l'exportation sur 25 ans de gaz liquéfié obtenu du versant nord de l'Alaska, jusqu'à concurrence de 14 millions de tonnes par année.)

Pour de plus amples renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur son tracé, ainsi que sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord, prière de consulter les rapports annuels de 1978-1979 à 1984-1985.

Exploitation du gazoduc et élaboration d'importants plans d'expansion

Le gazoduc

En 1980, les gouvernements canadien et américain ont approuvé la construction d'une partie considérable des embranchements sud du gazoduc de la route de l'Alaska dans le but premier d'exporter vers les marchés situés au sud de la frontière ce qu'on estimait alors être un excédent relativement restreint et temporaire de gaz canadien. La construction des embranchements est et ouest à partir de Caroline, à 105 km (63 milles) au nord de Calgary (Alberta) vers les marchés de la Californie du Sud et du Mid-West devait faciliter la construction prévue de la deuxième étape de la canalisation principale à partir de la baie Prudhoe, laquelle ne devait pas manquer de suivre peu après l'achèvement des embranchements sud.

Les embranchements est et ouest, c'est-à-dire 2 992 km (1 858 milles) de pipe-line au Canada et aux États-Unis, représentent plus du tiers du réseau principal (environ 7 720 km (4 790 milles). Leur construction a été terminée en 1982, année où la deuxième étape des travaux a été suspendue indéfiniment en raison de la dure récession économique qui frappait le sud de la frontière et de la dépression des marchés du gaz. Même si ce réseau avait une capacité de quelque 32 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pi^3) de gaz albertain par jour, l'effondrement du marché au sud de la frontière a fait que les deux embranchements ont été d'abord exploités bien en deçà des niveaux maximums établis par contrat. Bien que le volume de gaz acheminé par l'embranchement ouest ait rapidement atteint 100 p. 100 du coefficient de charge, ce n'est que ces dernières années que la demande croissante de gaz canadien a fait que les quantités transportées ont presque atteint la capacité maximale de l'embranchement est. C'est cette augmentation de la demande réelle et potentielle qui a entraîné l'élaboration de plans d'expansion à court et à long terme en vue d'accroître considérablement la capacité de transport des embranchements est et ouest des deux côtés de la frontière et d'ajouter une conduite principale de plus de 650 km (400 milles) entre le point de bifurcation situé à Caroline (Alberta) et Boundary Lake, dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Voici d'ailleurs une brève description de ces plans, dont certains ont déjà été approuvés par les autorités de réglementation canadiennes.

Embranchement est

Dans le rapport annuel précédent de l'Administration, on signale que, en novembre 1987, la Northern Border Pipeline Ltd., qui représente l'embranchement est du réseau aux États-Unis, a demandé à la FERC l'autorisation d'accroître considérablement la capacité de transport de la conduite et de la prolonger de quelque 600 km (370 milles) à partir de son point d'aboutissement actuel situé à Ventura (Iowa) en direction sud-est vers Tuscola (Illinois). La Northern Border a proposé d'augmenter la capacité de son réseau de la frontière canadienne à Ventura d'environ 28,10 millions de mètres cubes (992 millions de pi^3) de gaz par jour et d'offrir par le prolongement vers Tuscola une capacité d'environ 31,16 millions de mètres cubes (1,1 milliard de pi^3) par jour. L'extension proposée diffère de celle proposée à l'origine dans la deuxième étape de

l'embranchement est, laquelle exigeait l'allongement du pipe-line de Ventura à Dwight (Illinois), à environ 90 milles au nord de Tuscola.

Dans le rapport qu'il a présenté au Congrès américain le 3 octobre 1988, Theodore J. Garrish, inspecteur fédéral à l'époque, a fait observer que la Northern Border «n'a pas demandé que sa demande soit traitée en vertu des dispositions de la Alaska Natural Gas Transportation Act». Il a indiqué que la compagnie «avait précisé que cette expansion/extension ne serait pas une deuxième étape de l'ANGTS parce qu'elle ne doit pas servir à transporter le gaz de l'Alaska, qu'elle est parrainée par des compagnies différentes et qu'elle ne correspond pas aux devis ni aux lieux proposés de la deuxième étape de l'ANGTS».

En janvier 1989, la Northern Border a demandé à la FERC l'autorisation d'ajouter une autre station de compression à son réseau afin d'accroître sa capacité, initialement pour lui permettre de transporter 2,83 autres millions de mètres cubes (100 millions de pi³) de gaz canadien par jour. En avril 1989, la compagnie a modifié sa demande afin d'augmenter sa capacité de transport de 4,25 millions de mètres cubes (150 millions de pi³) par jour.

Bien que la Northern Border ait indiqué qu'elle entendait présenter à la FERC une demande d'expansion et de prolongement de sa conduite, en l'accompagnant des marchés d'achat de gaz, elle n'avait encore rien fait en ce sens à la fin de l'exercice. Pour sa part, toutefois, la Foothills Pipe Lines a présenté deux demandes aux autorités de réglementation canadiennes en vue d'accroître la fiabilité et la capacité de l'embranchement est au Canada.

En octobre 1988, la Foothills a présenté une demande à l'Office national de l'énergie en vertu du paragraphe 49(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* afin d'obtenir l'examen accéléré de sa demande de construction d'une nouvelle station de compression, numéro 393, près de Val-Marie (Saskatchewan). Comme l'embranchement est au Canada était alors exploité tout près de sa capacité, soit d'environ 28,3 millions de mètres cubes (1 milliard de pi³) de gaz par jour, la compagnie a décidé qu'il fallait installer un compresseur de sécurité afin de compter sur un réseau fiable qui puisse continuer de fonctionner au maximum lorsque d'autres compresseurs sont hors de service à des fins de réparation ou d'entretien. La Foothills a tiré cette conclusion après avoir été forcée l'été précédent de fermer le compresseur de la station 392, située près de Piapot (Saskatchewan), et de réduire considérablement les expéditions de gaz pendant 25 jours afin d'effectuer des réparations d'urgence.

Toutefois, après que la demande fut déposée auprès de l'Office, le ministère de la Justice a conclu qu'elle tombait sous le coup de la *Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord* et que, à ce titre, elle relevait principalement de l'Administration du pipe-line du Nord (bien que la Foothills soit toujours tenue de se conformer à certaines dispositions de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*). En décembre 1988, le gouverneur en conseil a nommé Kenneth W. Vollman membre temporaire de l'Office national de l'énergie chargé d'assumer, en vertu de la *Loi sur l'administration du pipe-line du Nord*, les fonctions de directeur et de fonctionnaire désigné afin d'étudier la demande de la Foothills.* En février, M. Vollman a approuvé une annexe au rapport de conception du réseau prévoyant l'installation d'un compresseur à la station 393 en Saskatchewan, ce qui, de fait, constituait une approbation de principe. Par la suite, la compagnie a présenté d'autres demandes conformément aux exigences respectives de l'Administration du pipe-line du Nord et de l'Office national de l'énergie.

Au cours de l'exercice, la Foothills a également élaboré des plans d'expansion considérable de la capacité de l'embranchement est grâce à l'élimination des restrictions imposées par la nature de ses activités en Alberta. Le projet s'est traduit par une demande faite auprès de l'Office national de l'énergie afin d'obtenir l'autorisation de construire des installations près d'Empress (Alberta) juste à l'ouest de la frontière de la Saskatchewan, ce qui permettrait d'accroître la capacité de l'embranchement est en Alberta. Le ministère de la Justice a conclu que les installations proposées étaient de la compétence de l'Office national de l'énergie parce qu'elles ne feraient pas partie du gazoduc de la route de l'Alaska une fois que le gaz de la baie Prudhoe commencerait à circuler dans le réseau.)

La restriction de la capacité de l'embranchement est en Alberta découle de l'intégration du pipe-line de la Foothills et de la conduite parallèle exploitée par la Nova Corporation. À cause de cette intégration, la Foothills a dû réduire sa pression d'exploitation autorisée de 8 690 kilopascals (kPa) en l'alignant sur celle du réseau de la Nova. Avant d'entrer à l'usine d'Empress pour l'extraction des liquides, la pression du gaz passant par la conduite de la Foothills devait être réduite à environ 4 000 kPa. Les nouvelles installations proposées par la compagnie permettraient de décompresser le gaz juste avant son entrée dans les

*Initialement, M. Vollman a été chargé de remplir les fonctions de directeur et de fonctionnaire désigné jusqu'en septembre 1989. Son mandat a été renouvelé pour une période de trois ans.

installations d'Empress et de le recompresser ensuite à environ 6 900 kPa. En apportant des modifications relativement mineures au réseau situé en Saskatchewan, la Foothills pourrait accroître la capacité de l'embranchement est d'environ 7,79 millions de mètres cubes (275 millions de pi³) par jour, faisant ainsi passer sa capacité maximale à près de 38,2 millions de mètre cubes (1,35 milliard de pi³) de gaz par jour.

(Dans les motifs de décision produits en juin 1989, l'Office national de l'énergie a approuvé les nouvelles installations de décompression et recompression à Empress (Alberta) réclamées par la Foothills. Dans un communiqué ultérieur, la compagnie a annoncé son intention de présenter à l'automne 1989 une demande l'autorisant à construire de nouvelles installations afin de porter la capacité de la conduite actuelle à un niveau maximum de 51 millions de mètres cubes (1,8 milliard de pi³) par jour sans doublement.)

Embranchement ouest

En décembre 1988, la Pacific Gas Transmission (PGT) qui, de concert avec la Pacific Gas and Electric (PG&E), a été nommée en 1977 par le président Jimmy Carter pour construire et exploiter l'embranchement ouest de l'ANGTS aux États-Unis, a présenté à la FERC une demande l'autorisant à accroître la capacité de son réseau d'environ 21,2 millions de mètres cubes (750 millions pi³) par jour, afin de porter la capacité globale à quelque 28,3 millions de mètres cubes (1 milliard de pi³) par jour. (En octobre 1989, la Pacific Gas Transmission a présenté une modification à sa demande dans laquelle elle propose d'accroître la capacité moyenne de la conduite d'un autre 4,2 millions de mètres cubes — 150 millions pi³) par jour. Dans sa demande, la PGT déclare que l'expansion proposée «compléterait l'embranchement ouest» de l'ANGTS, aux États-Unis, et que ses clients «auront accès au gaz de l'Alaska». Dans la demande, on partait de l'hypothèse que, initialement, la capacité accrue permettrait d'importer plus de gaz canadien aux États-Unis. Dans le rapport qu'il a présenté au Congrès en février 1989, M. Garrish, inspecteur fédéral, signale que, comme dans le cas de la demande de la Northern Border, la PGT avait demandé à la FERC d'élargir son réseau en vertu des dispositions de la *U.S. Natural Gas Act*, plutôt qu'en vertu de celles de la *Alaska Natural Gas Transportation Act*. Plusieurs concurrents sont en lice pour alimenter en gaz le marché de la côte ouest.

Au Canada, la Foothills a indiqué son intention de demander l'autorisation d'accroître la capacité de l'embranchement ouest au nord de la frontière afin de faire face au volume additionnel d'exportations de gaz demandées par la PGT et la PG&E, mais, à la fin de l'exercice, elle n'avait encore présenté aucune demande en ce sens. À l'heure actuelle, le réseau de la Foothills sur l'embranchement ouest compte sept mailles raccordées au gazoduc de l'Alberta Natural Gas au sud de la Colombie-Britannique et à celui de la Nova en Alberta.

Transport en vue de commercialiser le gaz canadien à partir de la région du delta du Mackenzie

En septembre 1988, Esso Ressources Canada Ltée et Shell Canada Ltée ont demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exporter vers les marchés américains les réserves de gaz canadien situées dans le delta du Mackenzie. En février 1989, Ressources Gulf Canada Ltée s'associait aux deux autres compagnies. Les trois proposaient d'exporter au total 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi³) de gaz vers les États-Unis sur une période de 20 ans, à compter de 1996. Au printemps 1989, l'Office national de l'énergie a tenu à Ottawa et à Inuvik (Territoires du Nord-Ouest) des audiences sur les demandes faites. (En octobre 1989, l'Office a approuvé les exportations de gaz proposées à certaines conditions, sous réserve de l'assentiment du gouverneur en conseil.)

À la mi-mars 1989, la Foothills a annoncé son intention de demander l'autorisation de construire les installations nécessaires pour transporter le gaz du delta du Mackenzie vers les marchés au cas où la proposition du consortium Esso-Gulf-Shell recevrait l'approbation réglementaire et l'appui financier qui lui permettraient de fonctionner avant que le gaz de l'Alaska ne commence à être acheminé vers le sud.

Lorsque, à l'origine, le gouvernement fédéral a approuvé en 1977 la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, il a aussi adopté la recommandation de l'Office national de l'énergie voulant que la Foothills soit priée de demander l'autorisation de construire le soi-disant embranchement Dempster afin de transporter 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pi³) de gaz par jour du delta du Mackenzie et de le raccorder à la canalisation principale à Whitehorse (Territoire du Yukon). Pareil projet impliquerait environ 1 200 km (740 milles) de tuyau de 872 mm (34 pouces).

Jusqu'à ce que le consortium Esso-Gulf-Shell présente sa demande d'exportation, on présumait en général que le gaz de la baie Prudhoe, située sur la côte Arctique de l'Alaska, serait d'abord transporté vers les marchés par le gazoduc de la route de l'Alaska, et que le gaz de l'Arctique canadien suivrait quelque temps après par l'embranchement Dempster, à partir du delta du Mackenzie.

Face à la possibilité que le gaz du delta canadien puisse être soit commercialisé avant celui de la baie Prudhoe, la Foothills a dévoilé une autre option. La compagnie a annoncé en effet qu'elle demanderait à l'Office national de l'énergie l'autorisation de construire un pipe-line de 2 317 km (1 430 milles) à partir de la région du delta qui suivrait la vallée du Mackenzie pour aboutir à Boundary Lake, près de la frontière qui sépare la Colombie-Britannique et l'Alberta. Pour acheminer le gaz vers le sud à partir de ce point, la Foothills a proposé de demander à l'Administration du pipe-line du Nord la permission de construire environ 659 km (407 milles) de la conduite principale prévue de la route de l'Alaska de Boundary Lake jusqu'à Caroline (Alberta), là où commencent les embranchements est et ouest. Initialement, l'extension de la conduite principale aurait la capacité d'acheminer 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pi³) de gaz canadien par jour, mais la capacité pourra être portée à environ 65 millions de mètres cubes (2,3 milliards de pi³) par jour si l'on augmente le taux de compression pour acheminer le gaz de la baie Prudhoe. (La Foothills a présenté officiellement sa demande à l'Office à la fin d'octobre 1989 en ce qui a trait à la conduite de la vallée du Mackenzie, et a informé l'Administration du pipe-line du Nord qu'elle lui demanderait l'autorisation d'allonger le gazoduc à partir de Caroline (Alberta) jusqu'à un point situé près de Boundary Lake.)

Pour leur part, les propriétaires des réserves de gaz du delta du Mackenzie n'ont pas encore décidé qui transporterait le gaz vers les marchés du sud. Ils ont laissé entendre qu'un réseau de livraison suivant la route proposée de l'embranchement Dempster ou la direction sud le long de la vallée du Mackenzie pourrait être faisable. Les compagnies ont déclaré qu'elles «seraient prêtes à négocier un service de transport avec n'importe quelle partie de bonne foi». De même, elles ont indiqué qu'elles seraient prêtes à jouer un rôle de premier plan dans l'élaboration d'un nouveau réseau de transport vers le sud «si une compagnie indépendante est incapable d'offrir un service de transport satisfaisant et concurrentiel en temps opportun». On prévoyait, en général, qu'au moins une ou deux compagnies présenteraient des demandes à l'Office national de l'énergie afin de concurrencer la Foothills.

Différend entre la Pan-Alberta et la United

La construction de l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska, au Canada et aux États-Unis, qui a été terminée en 1982, se fondait sur l'engagement de trois grands expéditeurs américains d'acheter jusqu'à 22,7 millions de mètres cubes (800 millions pi³) par jour de gaz canadien de la Pan-Alberta Gas Ltd. de Calgary (Alberta), la United Gas Pipe Line Co. en prenant plus de la moitié, soit 12,74 millions de mètres cubes (450 millions de pi³) par jour.

Quelques mois après que le gaz eut commencé à circuler, les trois expéditeurs américains ont éprouvé des difficultés à respecter leurs obligations contractuelles à cause d'un resserrement draconien des conditions du marché découlant de la récession économique et de la chute de la demande qui résultait des efforts d'économie d'énergie. Face à ces nouvelles conditions, la Pan-Alberta a négocié plusieurs changements afin de réduire les obligations contractuelles des expéditeurs américains.

Une longue période de différends opposant la Pan-Alberta et la United a commencé au milieu des années 80. Elle fut marquée entre autres par l'incapacité de la United de respecter ses obligations contractuelles minimales et ponctuées par l'invocation répétée de raisons de force majeure, d'appels auprès de la FERC pour la dégager de ces obligations, de poursuites intentées par la Pan-Alberta afin de soumettre les questions litigieuses à un tribunal international et, enfin, d'un règlement négocié de deux ans conclu le 1er juillet 1987, qui a reçu l'aval de la FERC. En mars 1989, la United a présenté une autre requête à la Commission dans laquelle elle lui demande de rendre une ordonnance déclaratoire la relevant de toute autre obligation contractuelle après l'expiration du règlement, le 30 juin 1989.

(Le 6 juin 1989, la Pan-Alberta a annoncé qu'elle avait négocié un règlement selon lequel elle assumerait tous les droits et obligations de la United inscrits dans son contrat d'achat. La United acceptait de conclure une entente provisoire de deux ans selon laquelle elle transporterait le gaz au nom de la Pan-Alberta par son propre réseau. Par l'intermédiaire d'une filiale américaine, la Pan-Alberta achèterait également 12,25 p. 100 des parts de la United dans la Northern Border Pipe Line Co. La Pan-Alberta s'est dite confiante que, grâce à cette transaction, elle pourrait livrer à ses clients 12,74 millions de mètres cubes (450 millions de pi³) de gaz par jour. À la fin d'octobre, la Pan-Alberta a annoncé que les dernières modalités du règlement

avaient été arrêtées avec la United. Contrairement au protocole d'entente antérieur, il a été dévoilé que les 12,25 p. 100 que possédait la United dans la Northern Border seraient repris par la Enron Corp. de Houston (Texas). Il a également été précisé que les conditions du règlement pourraient être touchées par la faillite possible de la United. Le règlement dépend également de l'approbation de l'Office et de la FERC.)

Augmentation des exportations de gaz canadien par le gazoduc et octroi de possibilités d'accès à un nouvel expéditeur

Comme on le mentionne dans le rapport annuel précédent de l'Administration, l'Office national de l'énergie a essentiellement accepté, en juillet 1988, une demande de la Pan-Alberta de prolonger sa licence actuelle et de l'autoriser à exporter du gaz par l'embranchement ouest vers la Californie du Sud de 1996 à 2012, et de faire passer le volume d'exportation maximum de 45,6 milliards de mètres cubes (1,6 billion de pi³) à 73,6 milliards de mètres cubes (2,6 billions de pi³). Plutôt que de prolonger la licence actuelle (GL 96), l'Office a décidé qu'il était préférable de l'annuler en octobre 1988 et d'en émettre une nouvelle (GL 106) de 24 ans (soit jusqu'en 2012) qui autoriserait finalement l'exportation de 59,7 milliards de mètres cubes (2,1 billions de pi³) de gaz à la SoCal. La capacité de la Pan-Alberta de tirer pleinement avantage de l'autorisation fédérale a toutefois été mise en doute par la suite, lorsque la Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta a délivré un permis n'autorisant l'extraction du gaz nécessaire pour respecter le contrat que jusqu'en 2003. Toutefois, la Pan-Alberta a affirmé qu'elle le respecterait jusqu'au bout même si elle devait pour cela acheter du gaz d'autres sources.

En plus de cette licence, l'Office a également approuvé une demande de la Pan-Alberta de prolonger sa licence (GL 97) de cinq ans afin d'exporter du gaz canadien par l'embranchement est d'octobre 1996 à octobre 2001. Aucun changement n'a été apporté quant au volume global de gaz qui peut être exporté — 83 milliards de mètres cubes (2,9 billions de pi³). De cette quantité, il faut soustraire tous volumes exportés en vertu de deux licences précédentes, donnant un volume net de 75,3 milliards de mètres cubes (2,7 billions de pi³).

(Par suite de la prolongation de la période autorisée d'exportation par le gazoduc et, dans le cas de l'embranchement ouest, de l'augmentation du volume global d'exportation, la Foothills a demandé à l'Office, en septembre 1989, l'autorisation de faire passer son taux d'amortissement pour les deux embranchements de 4 à 2 p. 100 par année, ce qui aurait pour effet de réduire les frais de service liés au réseau et d'accroître les revenus nets des producteurs de gaz canadiens.)

Au cours de l'exercice, l'Office national de l'énergie a été saisi d'un différend opposant la Foothills et la Northern Canadian Oil Ltd. (NCO), lequel a soulevé des questions très vastes liées aux droits des éventuels expéditeurs de faire transporter leur gaz par les gazoducs actuels. En avril 1988, la NCO a demandé à la Foothills de transporter jusqu'à 1,4 million de mètres cubes (50 millions de pi³) de gaz par jour par l'embranchement est du gazoduc pour une période initiale de deux ans. La Foothills a prétendu qu'elle ne pouvait fournir le service ferme demandé. La TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) l'avait avisée en effet qu'elle entendait exercer son option en vertu d'une convention de services signée en 1980, c'est-à-dire demander un service ferme pour transporter 2,8 millions de mètres cubes (100 millions de pi³) de gaz par jour par le réseau, ce qui aurait pour effet d'utiliser pleinement toute la capacité excédentaire disponible.

En août 1988, la NCO a présenté à l'Office une demande dans laquelle elle conteste la position de la Foothills. (Après la tenue d'audiences à Calgary et à Ottawa en février 1989, l'Office a rendu en avril une ordonnance exigeant que, à compter du 1er novembre 1989, la Foothills accepte de transporter le gaz que la NCO veut acheminer par l'embranchement est. Dans ses motifs de décision publiés en mai 1989, l'Office a dicté ce qu'il a décrit comme une série de «principes directeurs» dont la Foothills devrait tenir compte lorsqu'elle établit les critères d'accès à la capacité de transport courante du gazoduc et les modalités qui devraient régir la création de files d'attente dans le contexte de la capacité actuelle du gazoduc ou d'une capacité accrue du réseau. L'Office a également conclu que, avec l'addition de la station de compression 393 à Val-Marie (Saskatchewan), conçue afin de fournir un service de sécurité sur l'embranchement est, la Foothills a la capacité de fournir le service demandé par la NCO et la TransCanada.)

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

Le rythme des activités de l'Administration du pipeline du Nord et de son pendant américain, l'Office of the Federal Inspector, s'est considérablement accéléré durant l'exercice par suite des plans mis de l'avant par

les promoteurs des deux côtés de la frontière afin d'élargir et d'allonger le réseau actuel.

L'Administration du pipe-line du Nord, plus particulièrement, a été appelée à remplir plusieurs responsabilités de réglementation relativement à la demande de la Foothills de construire la station de compression 393 près de Val-Marie (Saskatchewan). Comme on l'a mentionné plus tôt, la proposition a entraîné la nomination en décembre 1988 de M. Vollman à titre de membre temporaire de l'Office national de l'énergie chargé de remplir les fonctions de directeur de l'Administration et d'assumer les fonctions dévolues au fonctionnaire désigné en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. En sa qualité donc de directeur et de fonctionnaire désigné, M. Vollman doit examiner et approuver plusieurs soumissions que la Foothills est tenue de présenter concernant, entre autres, des études techniques, la main-d'oeuvre, les spécifications des matériaux, les échéanciers, le contrôle des coûts, les achats et certaines questions d'ordre socio-économique et environnemental.

Conformément au plan d'achats autorisé il y a plusieurs années par le ministre responsable, l'Administration doit également approuver plusieurs aspects du processus d'achat de divers articles désignés, comme les canalisations de grand diamètre, les compresseurs, ainsi que les valves et les raccords de grande taille. Conformément à un accord bilatéral d'achats signé en 1980, un processus global est également établi sous l'égide de l'Administration et de l'OFI afin de permettre aux éventuels fournisseurs dans chaque pays d'avoir une chance égale d'obtenir des contrats pour ces articles. (Ces modalités ont été mises en oeuvre pour l'achat du compresseur ainsi que des valves et des raccords nécessaires pour la nouvelle station de compression de Val-Marie.)

Dans l'exécution de ses nombreuses responsabilités de réglementation à l'égard de la construction de la station de compression 393, l'Administration a été énormément redevable à l'Office national de l'énergie, qui a détaché des membres de son personnel capables de lui fournir tous les renseignements et conseils nécessaires. Les coûts de ce prêt de ressources humaines ont été facturés à l'Administration et sont recouvrables de la Foothills, de la même façon que les autres coûts de l'Administration au chapitre de la réglementation, conformément à la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Les employés de l'Office continuent également de fournir des services d'appui administratifs à l'Administration. Le nombre de personnes chargées directement de diriger les activités de l'Administration en 1988-1989 est demeuré très limité, un seul de ses employés étant à plein temps. Comme on l'a signalé dans le rapport annuel précédent, G.E. Shannon, sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire associé aux Affaires extérieures, a été chargé le 1er juin 1988 d'assumer la responsabilité additionnelle de directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord. Il a succédé à l'honorable Mitchell Sharp, qui occupait le poste depuis la création de l'Administration, il y a un peu plus de dix ans. (Le 18 octobre 1989, le Premier ministre a annoncé que M. Shannon avait été nommé ambassadeur du Canada à Genève aux négociations commerciales multilatérales et négociateur en chef, à compter du 1er janvier 1990. Il a également été annoncé que Donald W. Campbell, sous-ministre adjoint de la direction des États-Unis aux Affaires extérieures, succéderait immédiatement à M. Shannon à titre de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire associé aux Affaires extérieures. Le 1er décembre 1989, par décret, M. Campbell a été nommé directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, en remplacement de M. Shannon.)

Après le remplacement de l'administration Reagan par celle du président George Bush au début de 1989, M. Garrish a terminé son mandat d'inspecteur fédéral. À la fin de l'exercice 1988-1989, le président Bush n'avait encore nommé aucun successeur; B. Melvin Hurwitz, qui était l'adjoint de M. Garrish, assume les fonctions d'inspecteur fédéral dans l'intérim. Durant l'année l'OFI a notamment participé à la préparation par le Bureau of Land Management de la Final Environmental Impact Statement relativement au Trans-Alaska Gas System proposé, dont il a été question plus tôt. Dans le rapport qu'il a présenté au Congrès en octobre 1988, M. Garrish a signalé que l'OFI avait également travaillé en étroite collaboration avec le Bureau à la préparation de l'octroi d'un droit de passage au TAGS, de façon qu'il tienne compte des «responsabilités de l'inspecteur fédéral en vertu du Reorganization Plan no. 1 de 1979, au chapitre de l'application de toutes les lois fédérales qui interviennent d'une quelconque façon dans la préconstruction, la construction et l'exploitation initiale de l'ANGTS».

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1989.

En 1988-89, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 388 000 $ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 2. Les dépenses pour l'année se sont élevées à 212 000 $. A la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont deux travaillant à temps partiel. L'Office national de l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipeline remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 239 000 $ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*; 85 000 $ de ce montant ayant trait à des dépenses de l'année précédente. En plus, des droits de servitude de 28 000 $ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1989. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1989 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le Vérificateur général du Canada

D. Larry Meyers, F.C.A.,
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 28 juillet 1989

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des rentrées
pour l'exercice terminé le 31 mars 1989

	1989	1988
Dépenses (note 3)		
Traitements et prestations aux employés	$116,086	$144,333
Locations	38,938	36,510
Services professionnels et spéciaux	47,168	33,858
Déplacements et communications	5,248	4,049
Information	3,801	3,178
Fournitures et approvisionnements	667	1,666
Acquisition de matériel	—	1,199
Autres	—	185
Réparation et entretien	53	80
	211,961	225,058
Rentrées		
Frais recouvrés auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	238,975	303,487
Droits de servitude	27,594	27,594
Autres recouvrements	658	178
	267,227	331,259
Excédent des dépenses sur les rentrées (Excédent des rentrées sur les dépenses)	$(55,266)	$(106,201)

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1989

1. Pouvoirs et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1989	1988
Crédits parlementaires		
Transport		
Crédit 85 (Crédit 90 en 1988)—Dépenses du programme	$356,000	$485,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	32,000	33,000
	388,000	518,000
Montant non requis	176,039	292,942
	$211,961	$225,058

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1989	1988
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$ 211,961	$ 225,058
* Rajustement au titre des prestations aux employés	(18,967)	(16,300)
Autres recouvrements	(658)	—
Rajustement pour frais non recouvrables	(902)	—
	191,434	208,758
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	85,272	180,001
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(37,731)	(85,272)
	$ 238,975	$ 303,487

* La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour le présent exercice représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1989 sont évalués à $33,101 ($27,255 en 1988).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1er mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1989 sont évalués à $22,400 ($22,400 en 1988).

6. Réduction des activités

Le 1er mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.